

This is a postprint version of the published document at:

González-Juárez, L., Amarís, H., Rojas, B. y Alonso, M. (2016). Control coordinado de tensión en redes eléctricas inteligentes: desarrollo e implementación “hardware in the loop”. En *Libro Comunicaciones del III Congreso Smart Grids*, pp. 31-36.

<https://www.smartgridsinfo.es/comunicaciones/comunicacion-control-coordinado-tension-redes-inteligentes-desarrollo-implementacion-hardware-in-the-loop>



This article is licensed under a under a [Creative Commons Attribution Non-Commercial No Derivatives License 4.0 International License](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/). Any further distribution of this work must maintain attribution to the author(s) and the title of the work, journal citation and DOI.

## CONTROL COORDINADO DE TENSIÓN EN REDES INTELIGENTES: DESARROLLO E IMPLEMENTACIÓN "HARDWARE IN THE LOOP"

**Lorena González-Juárez**, Investigadora Doctora, Universidad Carlos III de Madrid  
**Hortensia Amarís**, Investigadora Principal del proyecto PRICE-GEN, Universidad Carlos III de Madrid  
**Brenda Rojas**, Investigadora Junior, Universidad Carlos III de Madrid  
**Mónica Alonso**, Investigadora Senior, Universidad Carlos III de Madrid

**Resumen:** En este trabajo, se propone un sistema de control coordinado para redes inteligentes a través del uso de la tecnología de operaciones ("*Operational Technology*") y las TIC. El sistema de control propuesto se estructura en una arquitectura de control jerárquica basándose en una infraestructura de comunicaciones que permite la estimación de la demanda, la estimación de estado, y el control de tensión coordinado de los recursos energéticos distribuidos de la red inteligente. La viabilidad de esta estructura de control se ha implementado experimentalmente en una herramienta de simulación "*Hardware-in-the-loop*" mediante la plataforma OPAL-RT donde se han implementado los controles locales y el controlador jerárquico.

**Palabras clave:** Control Coordinado, Redes Inteligentes, Hardware-in-the-Loop, Control Vectorial, STATCOM, Parque Eólico, Simulación Tiempo Real, Generación Distribuida, Gestión Energética

### INTRODUCCIÓN

La integración de las fuentes de generación distribuidas en las actuales redes requiere un análisis riguroso para la integración eficiente en tiempo real de las redes inteligentes con todos los elementos distribuidos en la red, para ello es necesario la implementación sostenible de sistemas coordinados de tecnología de operaciones y tecnologías de la información y la comunicación (TIC). En el presente trabajo se propone un sistema que pretende dar una solución al problema de Integración de fuentes de generación distribuida, y cumplir los requerimientos de calidad y eficiencia en el sector energético. Se propone un estudio completo de la integración de la red inteligente con las fuentes de generación distribuida de cara a optimizar la operación de la red, implementando el sistema coordinado de integración *ad-hoc*, y dotando a la instalación de una mayor visibilidad gracias a la tecnología de operaciones y las TIC. Una característica que distingue al sistema propuesto en este trabajo es el uso de simuladores de alta capacidad computacional capaces de simular sistemas complejos a través de tecnologías punteras como lo son los simuladores en tiempo real, e implementar sistemas "*Power-in-the-loop*".

Con este estudio se pretende brindar las herramientas para diseñar e implementar las redes inteligentes acorde con unos contextos operativos concretos. Las redes inteligentes eléctricas permiten el desarrollo de nuevos sistemas de producción, de consumo limpios, y una mejora de todas las actividades humanas, al hacer posible: una mayor penetración de las energías renovables, un nuevo papel de los consumidores como actores globales en relación con la aportación de energía a la red, una adecuación de la oferta y la demanda en el mix energético, mejores condiciones para adaptarse a nuevos o más estrictos requisitos de calidad del servicio y los productos energéticos, y estimular la investigación y el desarrollo de nuevas tecnologías a nivel país.

A continuación, se presentan los sistemas de gestión de redes de mayor relevancia encontrados en la literatura. En (Sansawatt et. al, 2010) se aplica localmente un control descentralizado en aerogeneradores para realizar el control de tensión local de cada generador y la regulación del factor de potencia. El desarrollo de un algoritmo de control de la generación controlable para la regulación de la tensión y la gestión de los flujos de potencia de las unidades eólicas se presenta en (Ochoa & Wilson, 2010). Un control centralizado se ha aplicado a una planta eléctrica virtual (VPP) que incluye la integración de un grupo de unidades de generación distribuida, cargas controlables y dispositivos de almacenamiento (Bakari & Kling, 2010). En el Reino unido se desarrolló un sistema de gestión general automático del transformador de tensión GenAVCTM™ (White, 2005), el sistema tiene como objetivo regular la tensión

del terminal de baja tensión del transformador dentro de los límites de operación permitidos a partir de mediciones remotas obtenidas en tiempo real de la subestación.

## DESCRIPCIÓN DE FUNCIONAMIENTO DEL CONTROL COORDINADO

El sistema de control coordinado se basa en una estructura coordinada entre un control central y diversas unidades de control local. Este sistema de gestión coordinado comprende: un controlador central de nivel superior que coordina el funcionamiento de las unidades de control locales, un sistema de control local de las unidades de generación distribuida, y un sistema de control local de los dispositivos FACTS. En la Figura 1 se indican un esquema general del control coordinado.

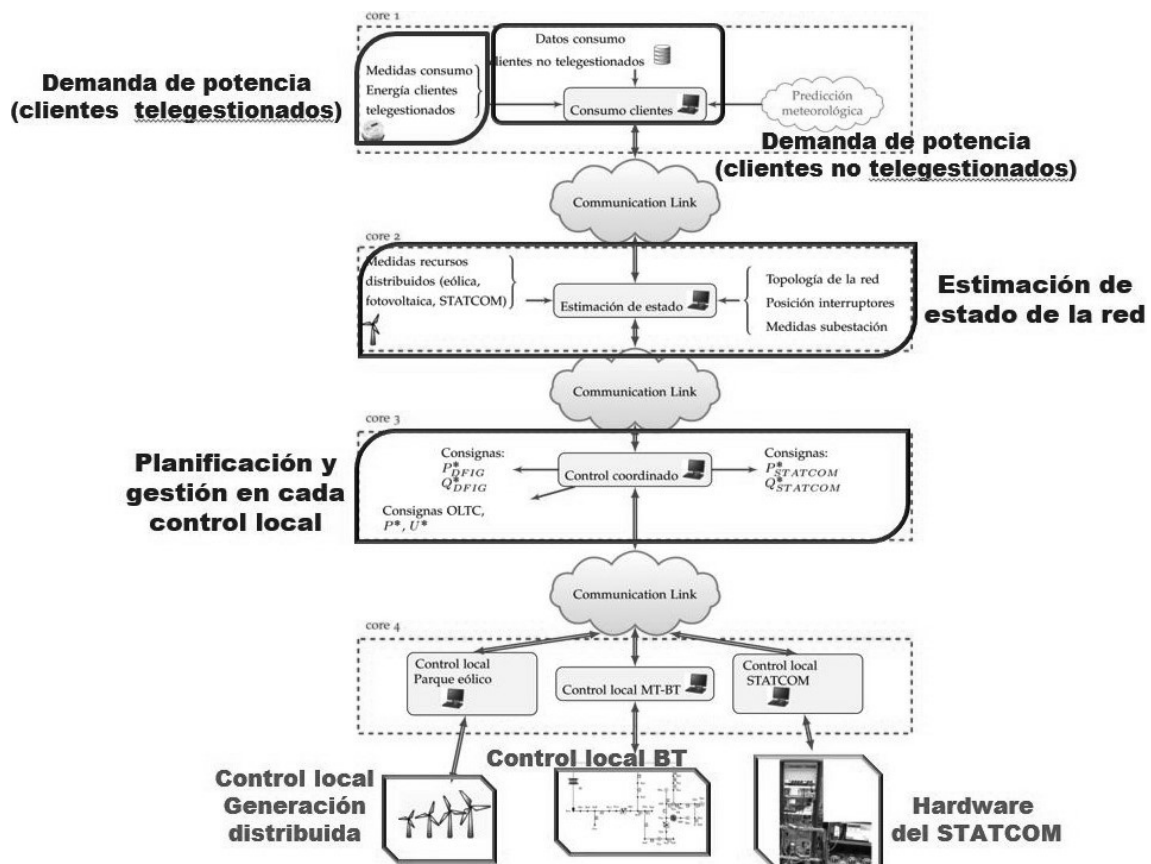


Figura 1. Esquema general del Control Coordinador propuesto

En el sistema propuesto se destaca:

- En la arquitectura de comunicaciones se ha utilizado la tecnología PRIME. PRIME es un estándar de comunicaciones de la red de distribución.
- La arquitectura de comunicaciones nos permite tener acceso a las medidas del consumo de los clientes telegestionados, sin embargo, hay clientes que no están telegestionados o algunos clientes tienen algún fallo en las medidas. En estas situaciones hay que realizar una estimación del consumo que estos tendrían.
- Con todas las medidas de todos los contadores inteligentes y con la estimación de datos que faltan se han aplicado los algoritmos de estimación de estados para estimar el estado de la red.
- El control central o coordinador, en cada intervalo de tiempo especificado tiene la tarea de resolver el flujo de cargas óptimo con el fin de obtener los valores de consigna de potencia activa, reactiva y tensión para cada uno de las fuentes de potencia y de las cargas gestionables. A través de la arquitectura de comunicaciones el controlador coordinador (central) recibe de cada uno de los

controladores locales inferiores información del estado de la red, las medidas de potencia activa y reactiva consumida por cada uno de los clientes de la red (tanto telegestionados como no-telegestionados), y las medidas de inyección de potencia de cada uno de los generadores (parques eólicos, STATCOM, generadores síncronos). Con toda esta información el controlador central optimiza la planificación y operación de cada controlador inferior enviando señales y consignas de operación. El algoritmo del control coordinador se basa en un flujo de potencias óptimo (OPF). Las ecuaciones que restringen la inyección de potencia activa y reactiva del STATCOM y las restricciones de tensión máximas y mínimas admisibles se obtiene de la ecuación que describe la curva de capacidad del STATCOM en el punto de conexión presentada en (Schauder & Mehta, 1993). Las restricciones de operación de la máquina asíncrona doblemente alimentada se obtuvieron de la curva de capacidad presentada en (Amaris & Alonso, 2011).

- Entre las funciones de los controles locales destacan: realizar el control local de cada unidad controlable, enviar información del estado del controlador y recibir del controlador del control central señales y consignas de operación.
- Se consideró un aerogenerador asíncrono de doble alimentación representativo del parque eólico. Se ha aplicado un control vectorial tanto como al convertidor del lado de la máquina como al convertidor del lado del rotor (S. Muller et. al, 2002) (Peña et. al, 1996). Además, se instaló un *Crowbar* en el convertidor del rotor como medida de protección frente a huecos de tensión (Morren & de Haan, 2005) de acuerdo a los requisitos de soporte a los huecos de tensión y requisitos de inyección de potencia reactiva durante el periodo de hueco de tensión establecidos en el P.O.12.3 (Red Eléctrica de España, 2006).
- Se implementó un control compuesto por dos lazos de control: uno externo y otro interno. El control externo regula la tensión en el punto de conexión común (Schauder & Mehta, 1993) o bien inyecta una potencia activa y/o reactiva requerida por un nivel externo de control, y un control interno compuesto por el regulador de corriente del inversor y el regulador de tensión de la etapa de continua (Yazdani, 2010).

Los algoritmos desarrollados se han implementado en la plataforma en tiempo real “*Power-in-the-loop*” del fabricante Opal-RT. El sistema implementado se muestra en la Figura 2, se observa la implementación del equipo físico Hardware del STATCOM trifásico conectado a un sistema eléctrico formado por dos redes normalizadas simuladas, red IEEE-14 nudos, y la red de distribución IEEE-34 nudos. Se ha realizado una modificación de la red agregando un parque eólico en la rama seis. Un aspecto a destacar es que todas las entradas-salidas son señales reales del STATCOM físico del laboratorio para ello tenemos una fuente amplificadora de potencia trifásica programable. La plataforma “*Power-in-the-loop*” permite implementar cada uno de los controles en unas CPUs que funcionan en tiempo real de forma independientes.

## Escenarios

Se definen tres escenarios con el objetivo de analizar el efecto de la integración del STATCOM en la red activa (IEEE-14 y IEEE-34).

1. Escenario A: Red de IEEE-14 e IEEE-34 sin la presencia del STATCOM.
2. Escenario B: Red de IEEE-14 e IEEE-34 con STATCOM conectado al nudo 8.
3. Escenario C: Red de IEEE-14 e IEEE-34 con STATCOM conectado al nudo 14.

El sistema implementado “*Power-in-the-loop*” se probó bajo los tres escenarios previos. A partir de mediciones reales de viento de un parque en un día determinado se simula la producción y generación del aerogenerador. Al evaluar el OPF para los tres escenarios se obtienen los perfiles de tensión, la potencia activa y la potencia reactiva generada en cada uno de los nudos durante las 24 horas. De los tres escenarios, en base a los resultados obtenidos de la evaluación del OPF se observa que el escenario B se presenta el momento de máxima carga (periodo de tiempo comprendido entre las 13:59-14:05 horas).

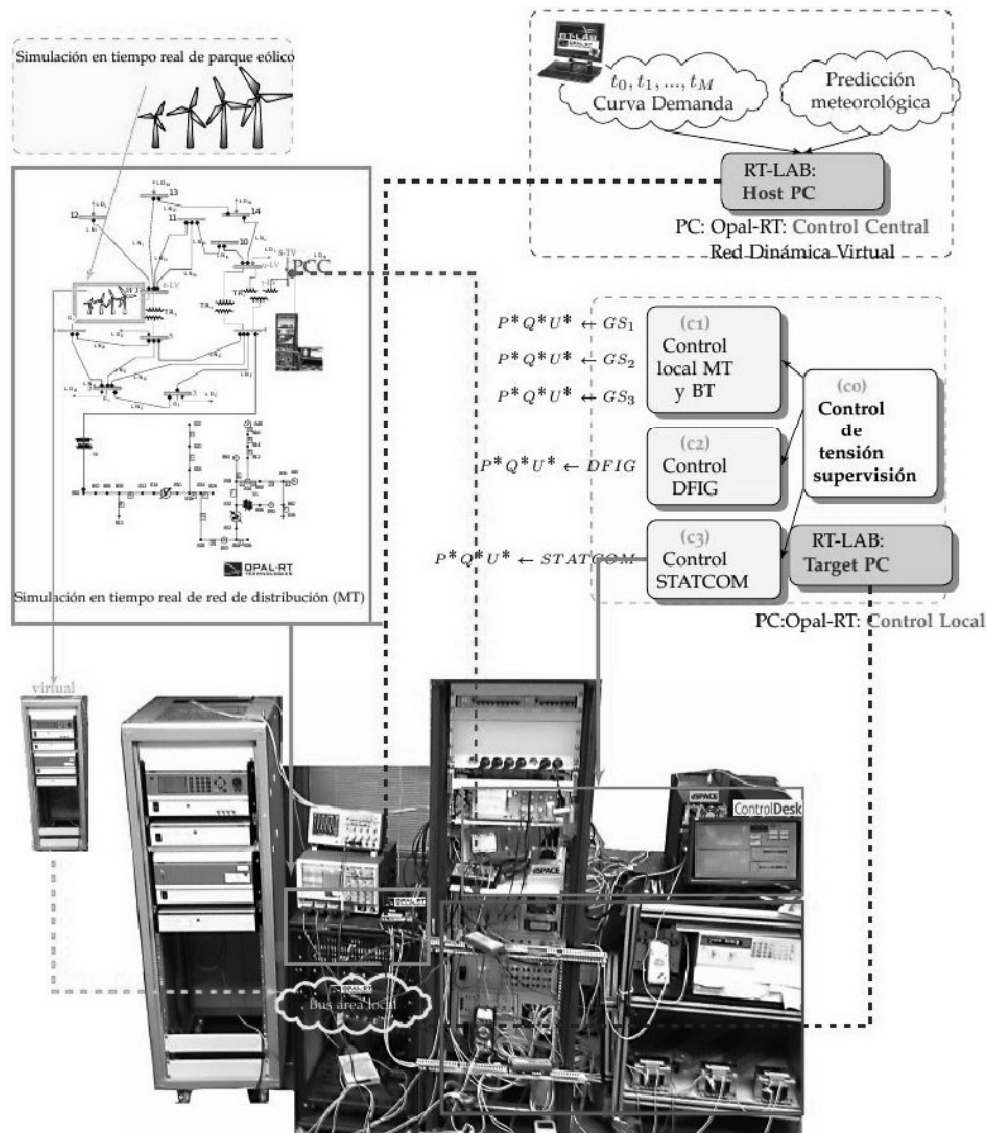


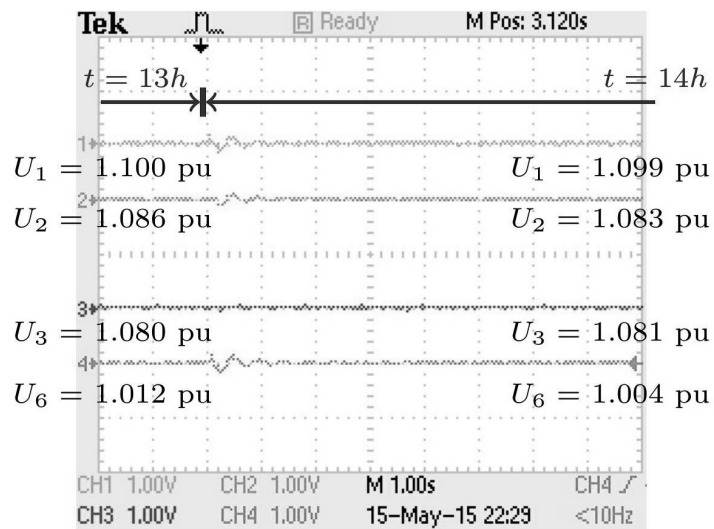
Figura 2. Implementación de un STATCOM en una red inteligente "Power-in-the-loop"

## RESULTADOS

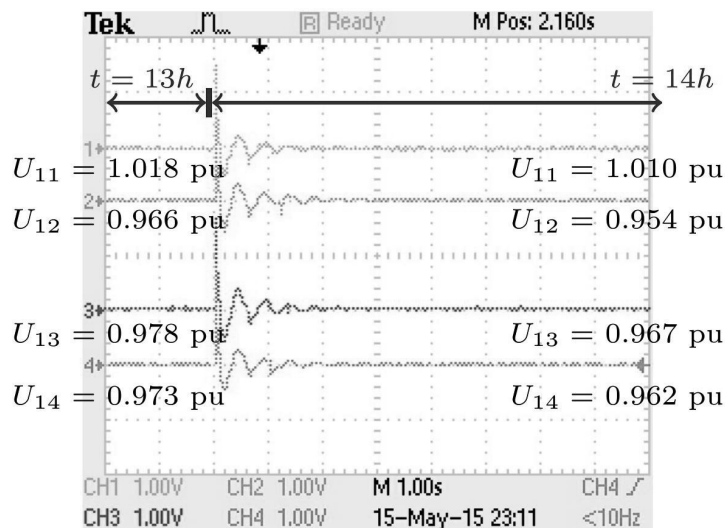
Los resultados de la implementación de la gestión de tensión del controlador coordinador de la red de distribución activa en un sistema "Power-in-the-loop" del escenario B se implementa en el Opal-RT. Los perfiles de tensión en por unidad (p.u.) durante las 13 horas y 14 horas en los nudos de generación (nudos 1, 2, 3 y 6) se presentan en la Figura 3(a), donde la tensión en el nudo 1 ( $U_1$ ) corresponde al canal de color amarillo, la tensión en el nudo 2 ( $U_2$ ) al canal de color azul, la tensión en el nudo 3 ( $U_3$ ) al canal de color rosa, y la tensión en el STATCOM en el nudo 6 ( $U_6$ ) al canal de color verde. Los perfiles de tensión en p.u. durante las 13 horas y 14 horas en los nudos de carga (nudos 11, 12, 13, y 14) se presentan en la Figura 3(b), donde el canal de color amarillo corresponde a la tensión en el nudo 11 ( $U_{11}$ ), el canal de color azul a la tensión en el nudo 12 ( $U_{12}$ ), el canal de color rosa a la tensión en el nudo 13 ( $U_{13}$ ), y el canal de color verde a la tensión en el nudo 14 ( $U_{14}$ ). La tensión en el nudo 8, nudo de conexión del STATCOM, se presenta la tensión mostrada en la Figura 4, correspondientes con las tensiones de fase en el punto de conexión común donde está conectado en paralelo el STATCOM. (Fase A corresponde al canal de color amarillo, fase B al canal de color azul y fase C al canal de color rosa).

## DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES

A través de la adecuada operación del control coordinado se observó que los valores de consigna obtenidos para cada uno de los controles locales permitieron mantener dentro del rango de operación permisible máximo y mínimo de tensión a todos los nudos de la red. Los valores de consigna de potencia activa y reactiva obtenidos del control central corresponden con los valores obtenidos en la implementación "Power in-the-loop". Con la compensación del STATCOM se logró mantener la tensión en todos los nudos dentro de los parámetros de operación correctos y cumplir un adecuado seguimiento de los valores de consigna por parte de los controles locales y un adecuado funcionamiento del control coordinador. Con el uso de la simulación "Power in-the-loop" se implementaron varios escenarios de operación de la red, con lo que se observó una actuación satisfactoria del sistema en momentos críticos como el momento de máxima cargabilidad. Además, se implementaron los controles locales y el central en diferentes tiempos de simulación con el objetivo de acercarse a las condiciones reales de una red.



(a)



(b)

Figura 3. Evolución temporal de la tensión

Como conclusiones de este trabajo se destacan: se ha propuesto una estrategia de control coordinado empleando una unidad de control central y varios controles locales y todos los algoritmos se han desarrollado experimentalmente en la plataforma de simulación en tiempo real "Power-in-the-loop", lo cual incluye: la implementación experimental del control coordinador, la implementación experimental del control local del STATCOM y la implementación experimental del control local del parque eólico.

## AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por el Ministerio de Economía y Competitividad dentro del Proyecto **PRICE-GEN** (IPT-2011\_1507-920000).

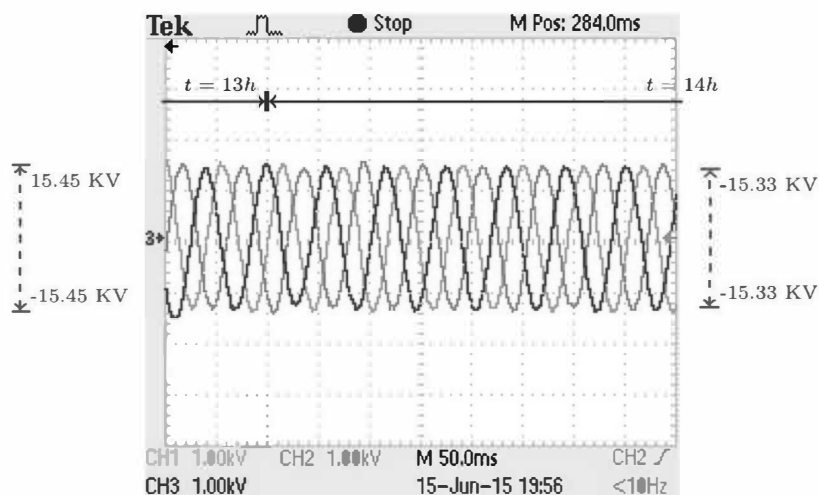


Figura 4. Evolución temporal en el nudo de conexión del STATCOM

## REFERENCIAS

- Amaris, H., & Alonso, M. (2011). Coordinated reactive power management in power networks with wind. *Energy Conversion and Management*, ELSEVIER, 2575–2586.
- Bakari, K., & Kling, W. (2010). Virtual power plants: An answer to increasing distributed generation. In *Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe)*, IEEE PES, 1-6.
- Morren, J., & de Haan, S. (2005). Ridethrough of Wind Turbines with Doubly- Fed Induction Generator during a Voltage Dip. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 435–441.
- Ochoa, L. F., & Wilson, D. H. (2010). Angle Constraint Active Management of Distribution Networks with Wind Power. In *Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe IEEE PES*.
- Peña et. al. (1996). Doubly fed induction generator using back-to-back PWM converters and its application to variable- speed wind-energy generation. *IEE Proceedings of Electric Power Applications*, 231–241.
- S. Muller et. al. (2002). Doubly Fed Induction Generator Systems for Wind Turbines. *Industry Applications Magazine*, IEEE, 26–33.
- Sansawatt et. al. (2010). Integrating Distributed Generation Using Decentralised Voltage Regulation. In *Power and Energy Society General Meeting*, IEEE, 1-6.
- Schauder, C., & Mehta, H. (1993). Vector analysis and control of advanced static VAr compensators. *IEEE Proceedings of Generation, Transmission and Distribution*, 299–306.
- White, S. (2005). Active local distribution network management for embedded generation. London, UK: Department of Trade and Industry (Tech. Rep.).
- Yazdani, A. (2010). *Controlled Frequency VSC System Voltage Sourced Converters in Power Systems*: Hoboken, NJ, USA: John Wiley and Sons, Inc.